

Caso histórico para minimizar la migración de finos en la formación del Jurásico Superior Oxfordiano del campo Balam para maximizar la producción y vida de los equipos BEC

Gabriel Álvarez Calderón de la Barca

Benjamín García Montoya

Miguel Ángel Cortés Cortés

Marcela Amalia González Vázquez

Marcos Torres Fuentes

Eleazar Puc Herrera

Margarita Carolina Canul Escalante

Roberto Tejero Jiménez

Pemex

Información del artículo: Recibido: febrero de 2015-aceptado: abril de 2015

Resumen

Este trabajo presenta un caso histórico aplicado con éxito en el campo Balam, en la formación Jurásico Superior Oxfordiano, (JSO), que maximizó la productividad del pozo y redujo el número de intervenciones por arenamiento, principal causa de falla en los sistemas de producción por bombeo electrocentrífugo, (BEC).

Para controlar la migración de finos de la formación JSO, se aplicó un tratamiento novedoso constituido por ácido clorhídrico y fluobórico, la ventaja del sistema es su capacidad de mitigar la migración de finos y arcillas en areniscas al estabilizarlos mediante la generación de un revestimiento en la superficie de los minerales presentes y su fusión in situ.

Palabras clave: Estimulación matricial, migración de arena, daño a formación, ácido fluobórico, fluosilicatos, precipitación, prelavado, cloruro de amonio, disolución, compatibilidad de fluidos.

Balam field a history case; minimized fines migration to increased well productivity and ESP operation life time

Abstract

In this paper is discussed a success case in Balam field, in which we increased well productivity reducing both, workovers and fines migration. In Balam field is produced heavy oil (28 °API) from a sandstone formation (Oxfordian Upper Jurassic) using an electrical submersible pump as artificial lift.

To control fines migration a retarded fluoboric acid was applied, it has advantage to delay fines migration of sand by its chemical reaction, borate interact through sandstone porous medium as a cementing fluid avoiding fines migration to the well.

Keywords: Matrix stimulation, sand migration, formation damage, hydrofluoric acid, fluoboric acid, precipitate, preflush, ammonium chloride, dissolution, fluid compatibility.

Introducción

Ubicación del campo

El campo Ek-Balam se localiza geográficamente a 95 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, **Figura 1.1**; en aguas territoriales del Golfo de México, fue descubierto con la perforación del pozo Balam-1 en enero de 1992.

La formación productora pertenece al Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), constituida por arenas de cuarzo, contempla como especificación un aceite de 28 °API, y es uno de los yacimientos más prolíferos del campo. En la actualidad la formación JSO presenta dos problemas fundamentales que afectan su producción y el recobro de reservas: producción de arena y declinación avanzada de la presión de yacimiento.

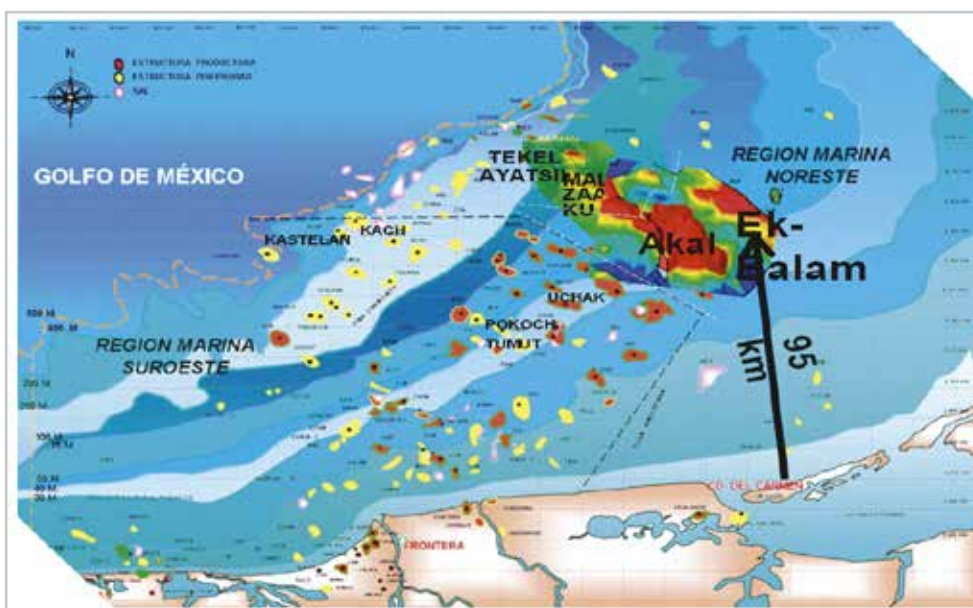


Figura 1.1. Ubicación del campo Ek-Balam.

Modelo de depósito

Los pozos perforados en el campo Ek-Balam y que llegaron al JSO consisten de arenas de cuarzo cementadas por anhidrita y dolomita, sus tamaños varían de 200 a 1300 micras, están bien clasificadas, sus contactos son puntuales y rectos y la porosidad varía entre 15 a 22%, **Figura 1.2**. Lo anterior sugiere una incipiente a nula compactación para estos sedimentos, debido a que sufrieron una cementación

temprana por anhidrita la cual ayudó a la preservación de la porosidad intergranular, posteriormente la circulación de fluidos disolvió a la anhidrita quedando relictos de ésta únicamente alrededor de los granos de cuarzo; de lo anterior se interpreta a éstas facies como arenas de dunas costeras depositadas en un ambiente de supramarea tal como lo postuló Ruiz Morales .J., (1994). La distribución regional de las diferentes facies de las arenas del Oxfordiano se muestra en el mapa de la **Figura 1.3**.

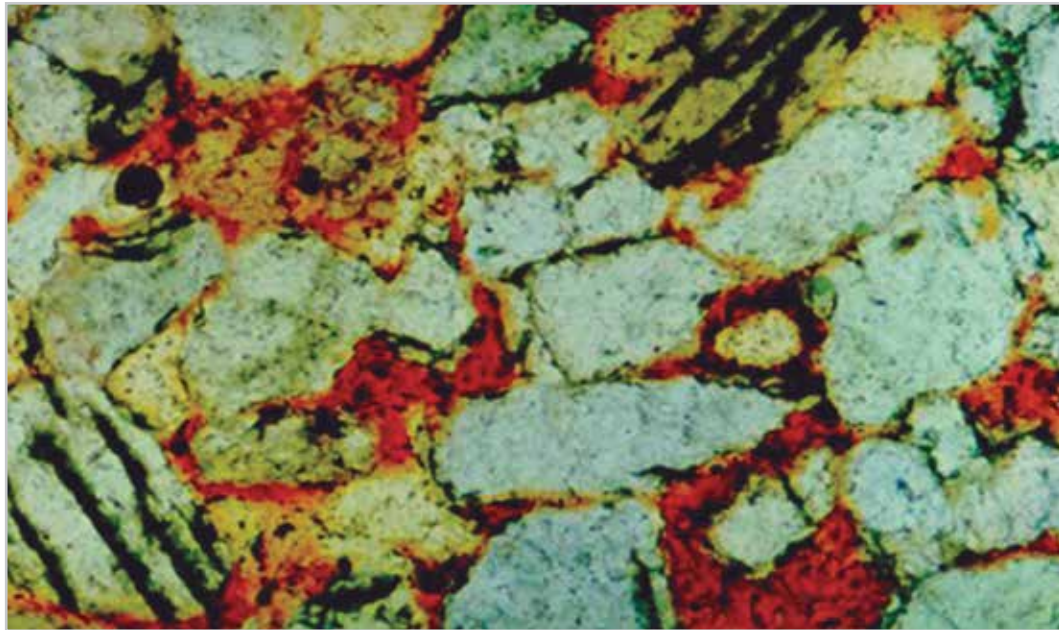


Figura 1.2. Clasificación de las arenas del Oxfordiano.

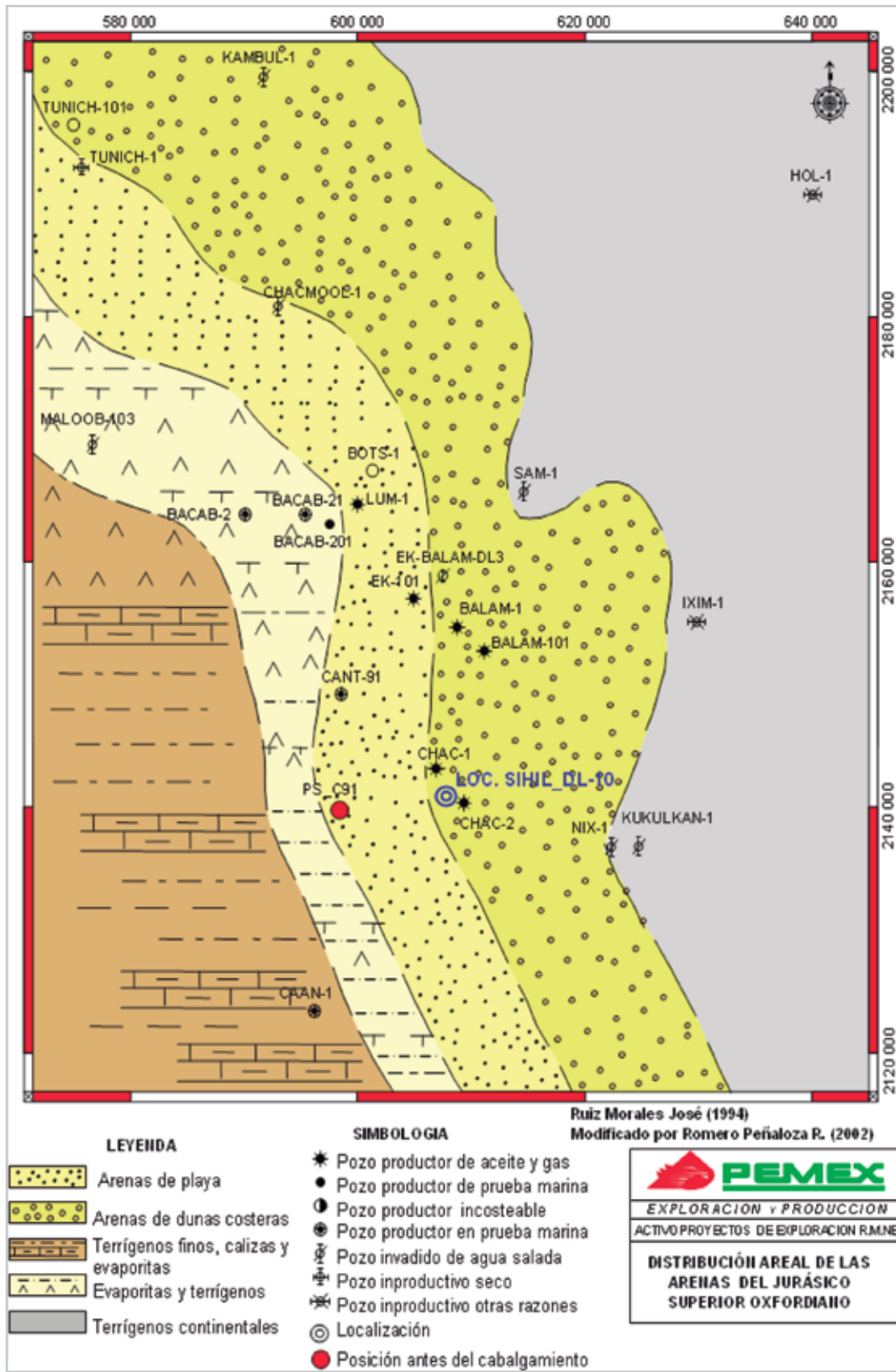


Figura 1.3. Distribución regional de las arenas del Oxfordiano.

Modelo estructural del campo Ek-Balam

Para la cima del Jurásico Superior Oxfordiano sísmicamente se interpretó un domo salino de dirección NW-SE, el cual divide al campo en dos bloques con características

similares pero independientes: el Bloque EK se encuentra en la porción oriental de la estructura y tiene una dirección paralela al domo salino; mientras que el Bloque Balam se localiza en la porción occidental de la misma y también tiene un rumbo paralelo al domo salino, **Figura 1.4**.

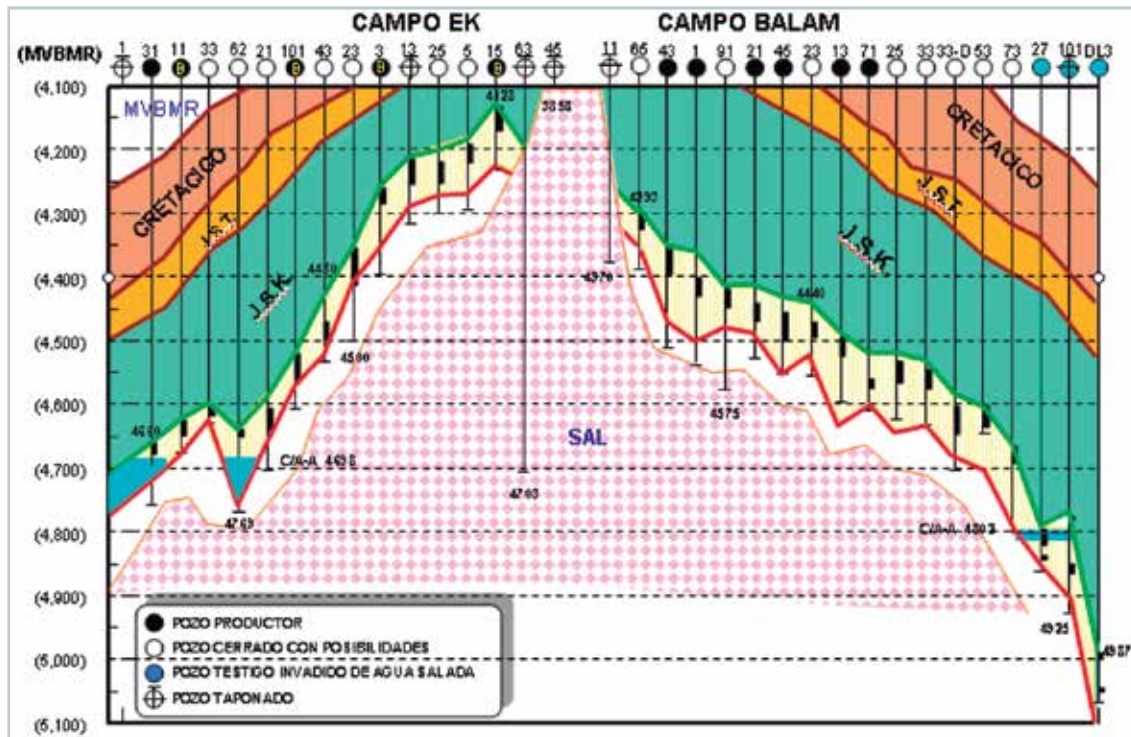


Figura 1.4. Distribución estructural campo Ek-Balam.

Antecedentes técnicos

Sistema de producción del campo Ek-Balam

El sistema artificial de explotación es por bombeo electrocentrífugo (BEC), el principal mecanismo de daño

durante su producción es debido a la naturaleza deleznable de la arena, causando el arenamiento del equipo en las etapas de la bomba hasta su falla permanente, como se muestra en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1. Historia de intervenciones al pozo Balam.

Pozo	Año	Trabajo Realizado	Frecuencia días	Actividad
BALAM-X	2010	18-oct-10		LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2010	08-nov-10	21	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2010	29-nov-10	21	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO
SALE DE OPERACION BEC 30 NOV 2010				
EFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 28 NOV 2011				
BALAM-X	2012	25/03/2012		LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2012	25/03/2012		LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2012	20/04/2012	26	LIMPIEZA DE MANDRIL POR EA
BALAM-X	2012	19/05/2012	29	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO
BALAM-X	2012	29/05/2012	10	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO
SALE DE OPERACION BEC 25 JUN 2012				
EFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 19 AGO 2012				
BALAM-X	2012	01/11/2012		LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2012	11/11/2012	10	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2012	26/11/2012	15	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2012	27/11/2012	1	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	21/01/2013	55	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	04/02/2013	14	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	03/03/2013	27	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	25/03/2013	22	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	27/04/2013	33	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	09/05/2013	12	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	15/05/2013	6	LIMPIEZA BEC POR EA
BALAM-X	2013	15/07/2013	61	LIMPIEZA PARA RECUPERAR EMPACADOR BEC POR EA
SALE DE OPERACION BEC 15 MAY 2013				
EFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 25 JUL 2013				
BALAM-X	2013	16/07/2013		ESTIMULACIÓN CLAY ACID

La frecuencia de intervenciones de limpiezas que se realiza cuando se advierte una disminución de la producción en el pozo es alta, para eliminar el daño de arena acumulada en las etapas de la bomba, se diseñaron tratamientos de limpieza por el espacio anular del equipo BEC con solventes y ácidos, **Figura 2.1**, una vez realizados estos tratamientos, la producción se recuperó en un principio, aunque después de un período muy corto de tiempo comenzó a declinar nuevamente, **Figura 2.2**. Este fenómeno se produjo como consecuencia de la migración de finos, como se describe más adelante.

De acuerdo a los datos del comportamiento en variador de frecuencia y sensor de fondo, se observa un comportamiento típico de taponamiento en las etapas de la bomba debido a lo siguiente: el consumo de corriente del motor tiende a la baja, el valor de la presión en el sensor de fondo tiende a la alza, la temperatura de la bajante se encuentra a la baja y los aforos muestran un decremento en su producción.

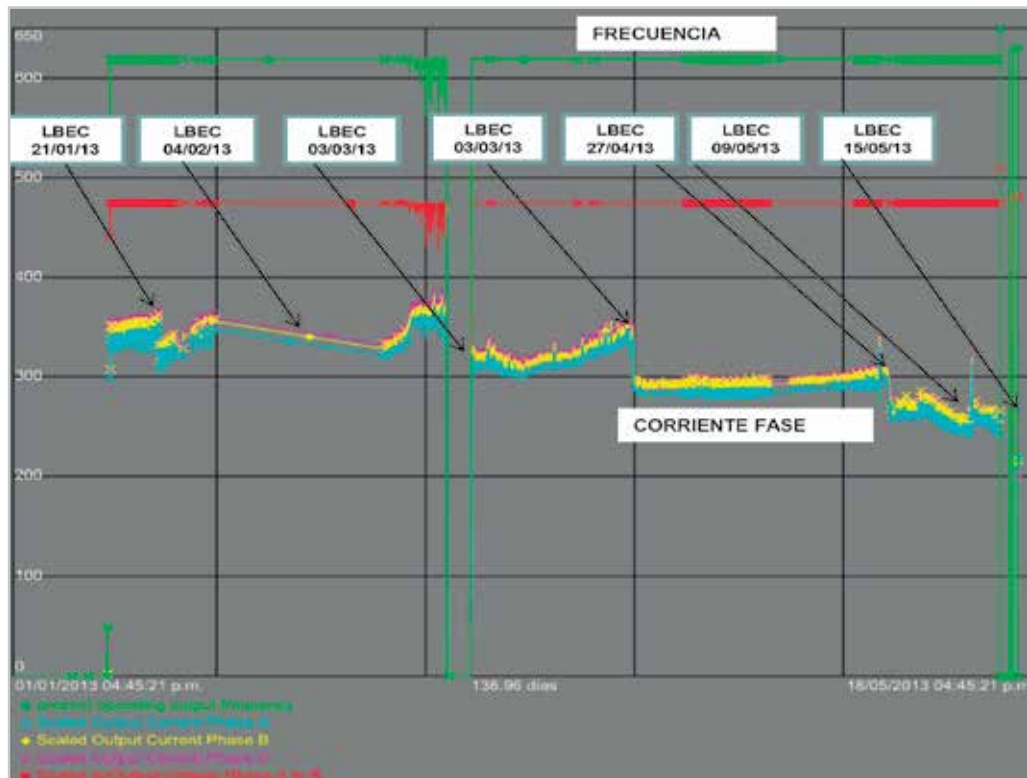
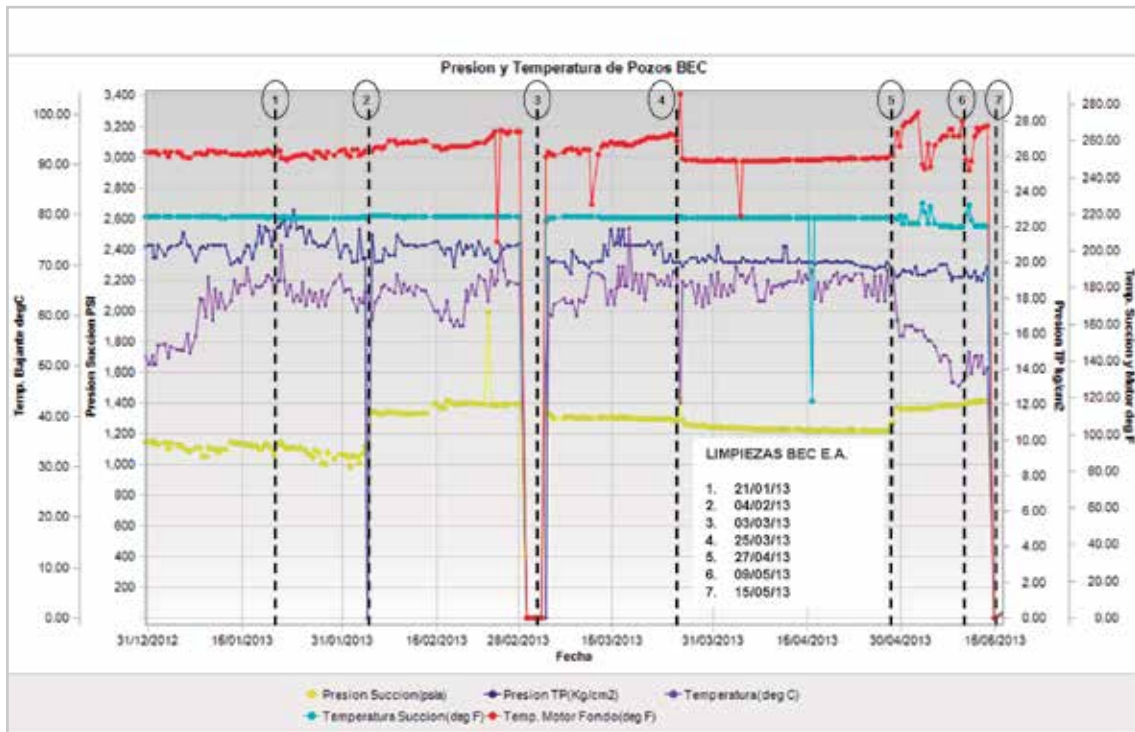


Figura 2.1. Comportamiento operativo en fondo y superficie del motor del pozo Balam.

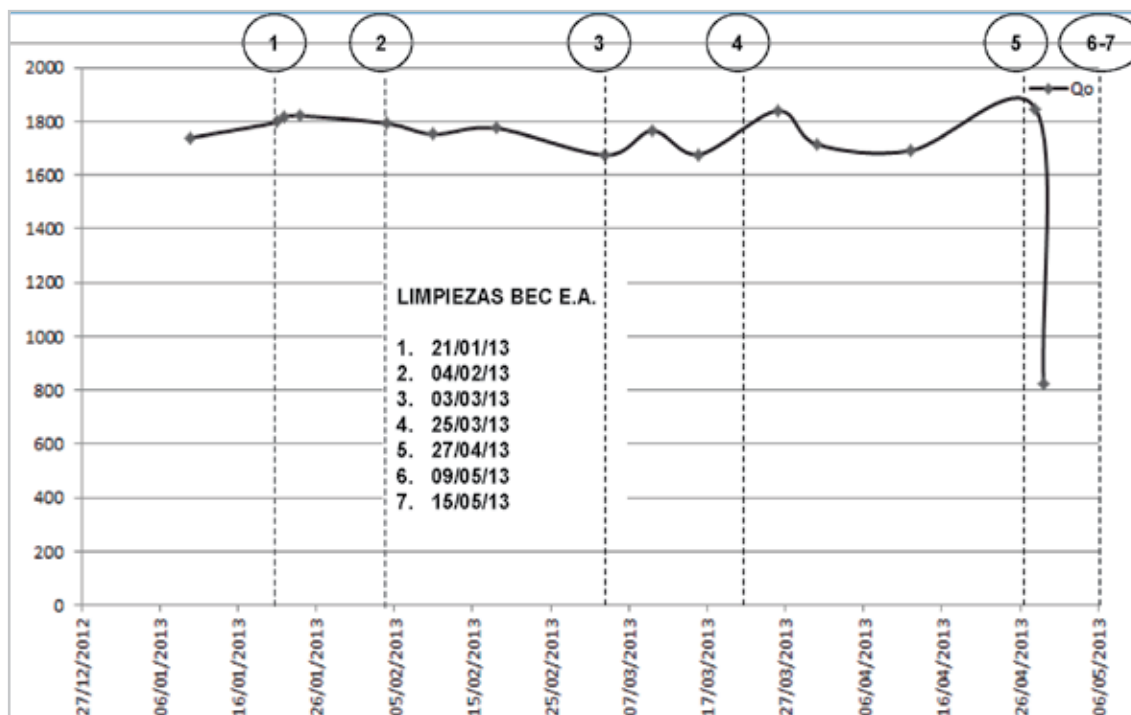


Figura 2.2. Historia de producción y limpiezas del pozo Balam durante el 2013.

Descripción de la problemática

Finos de formación y migración de finos

Los finos son partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros en las rocas. Dichas partículas se producen in situ, o bien se introducen durante las operaciones de campo. La migración de finos tiene lugar cuando estas partículas se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen hacia espacios porosos muy pequeños, donde se acumulan. Esto provoca un gran nivel de obstrucción y, como consecuencia, la reducción de la permeabilidad en el medio poroso. Ejemplos de finos incluyen arcillas autigenéticas; como caolinita, ilita, esmectita y clorita; silicatos, como cuarzo, sílice y feldespato; y carbonatos, como calcita, dolomita y siderita, la mayoría de estos minerales se encuentran presentes en el pozo en cuestión, véase **Figura 3.1**.

Las arcillas autigenéticas que se forman en los espacios porosos, constituyen las más comunes en los yacimientos. Estos minerales son sumamente pequeños, presentan una microestructura en capas y grandes áreas de superficie. Por lo tanto, tienden a reaccionar muy rápidamente con el fluido que entra al medio poroso. Si el fluido no es

compatible con el tipo de arcilla que se encuentra en el yacimiento, un 2% del contenido de arcilla será suficiente para obstruir o dañar la formación. Por lo tanto, los fluidos inyectados deben tener la misma concentración y composición que el agua original de la formación o, si esto no fuera posible, deben contener cationes que servirán para estabilizar los finos. Por lo general, la migración de finos se produce en dos etapas consecutivas (Thomas y Crowe, 1978). Durante la primera etapa, las partículas se desprenden debido a su sensibilidad a los fluidos (efecto químico) y, durante la segunda, son arrastradas por el fluido (efecto físico). El efecto químico tiene lugar cuando un fluido incompatible ingresa en la formación, por lo general durante las operaciones de perforación. Las partículas sueltas se ponen en movimiento y/o las arcillas se hinchan. El hinchamiento ocurre cuando el agua es absorbida por las capas de arcilla debido a la capacidad de intercambio de cationes, y las arcillas hinchadas cubren parte del volumen poroso. En consecuencia, la permeabilidad se reduce. El efecto físico tiene lugar cuando las partículas sueltas son llevadas por la fuerza de arrastre de los fluidos. En esta situación, la influencia más significativa está ejercida por fuerzas hidrodinámicas, cuya potencia aumenta a medida que aumenta el tamaño de las partículas. Por otra parte, el efecto físico se ve afectado por la tasa de flujo y la viscosidad

del fluido. Ahora bien, cualquiera sea el tipo de mecanismo producido, el resultado es la reducción de la permeabilidad de la formación provocada por la obstrucción de los poros.

Alternativa de solución

Control de la migración de finos

En estudios realizados con anterioridad, (Thomas y Crowe, 1978) se demostró que uno de los tratamientos de matriz

más efectivos para controlar las arcillas migratorias en forma permanente, era un sistema de ácido retardado basado en ácido fluobórico (HBF₄), conocido como Clay Acid. Cuando este ácido se hidroliza, es decir, reacciona con el agua de la formación, produce ácido hidrofluobórico, el cual reacciona con las capas de alúmina de las arcillas. Como resultado se obtiene una película de borosilicato, capaz de estabilizar las arcillas en forma permanente.

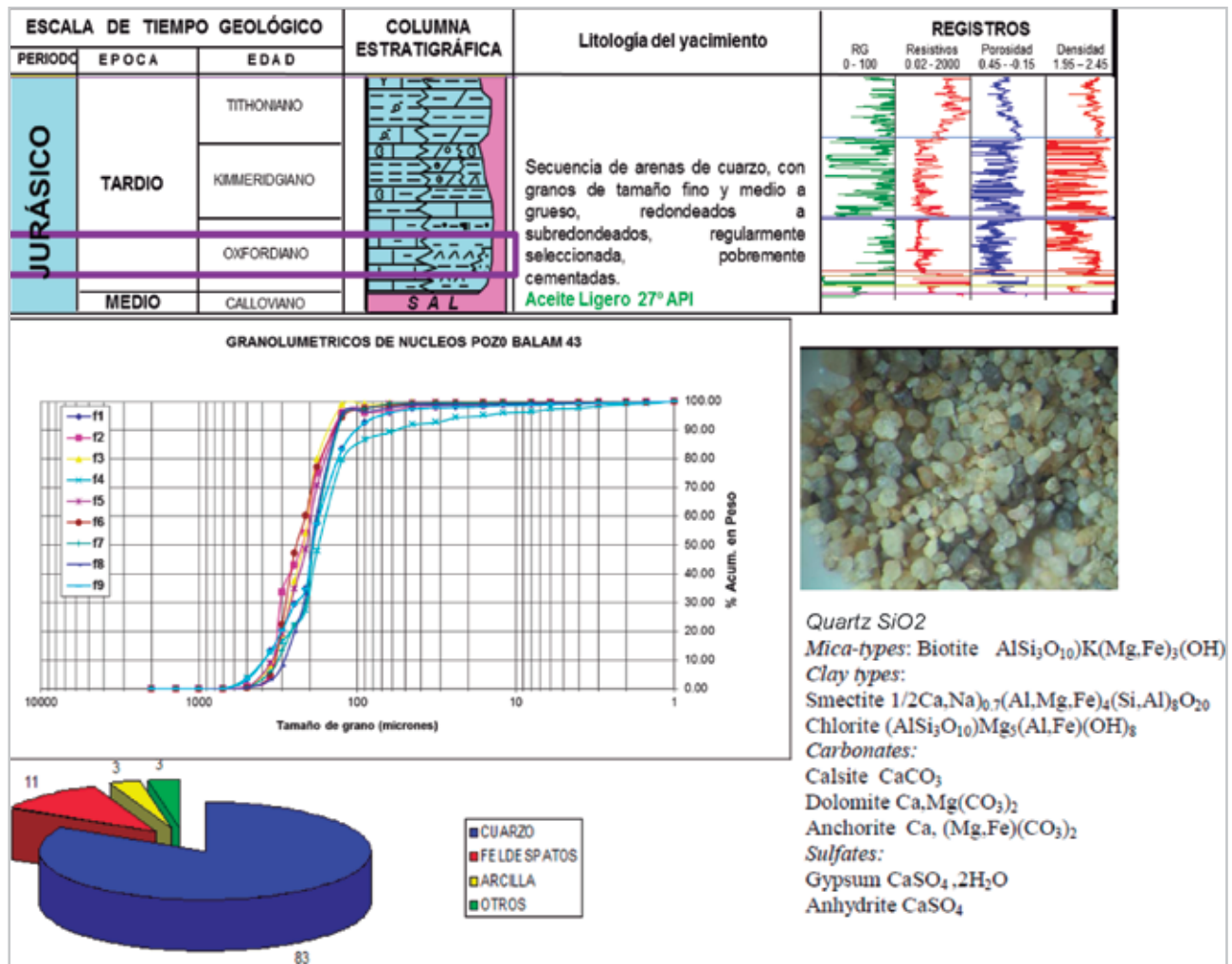


Figura 3.1. Litología y caracterización de arenas del campo Balam.

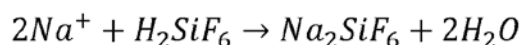
El Clay Acid reacciona en profundidad dentro de la formación. En un principio tiende a hidrolizarse produciendo cuatro moles de HF. De la reacción final se desprende borato (H_3BO_3), que se enlazan y estabilizan las arcillas de la formación. Este ácido impide la dispersión de las partículas de arcilla, porque un producto de reacción secundaria (borato) actúa como el medio que hace que las arcillas se adhieran a la estructura de las rocas e impide su desestabilización y migración.

La estimulación en formación de arenas es compleja, ya que involucra reacciones del ácido con las diferentes especies mineralógicas presentes (arcillas, carbonatos, feldespatos, cuarzo, etc.), que pueden conducir a la precipitación de sólidos insolubles bloqueando la garganta poral causando daño permanente.

En general, durante la acidificación de arenas las siguientes reacciones pueden ocurrir y generar precipitación de sólidos insolubles, **Figura 4.1** y **4.2**, causando daño a la formación:

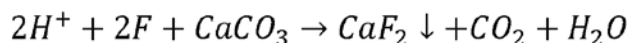
1. Precipitación de hexafluorosilicato de sodio y potasio

Para evitar esta reacción se recomienda un preflujo de cloruro de amonio para desplazar la salmuera de la formación, no se recomienda el uso de aditivos de base sodio o agentes quelantes de hierro en ácidos con HF.



2. Precipitación de fluoruro de calcio

Se recomienda emplear un ácido clorhídrico u orgánico para remover todos los minerales base calcio.



3. Precipitación de silca hidratada

Se recomienda usar ácido clorhídrico mezclado con HF.

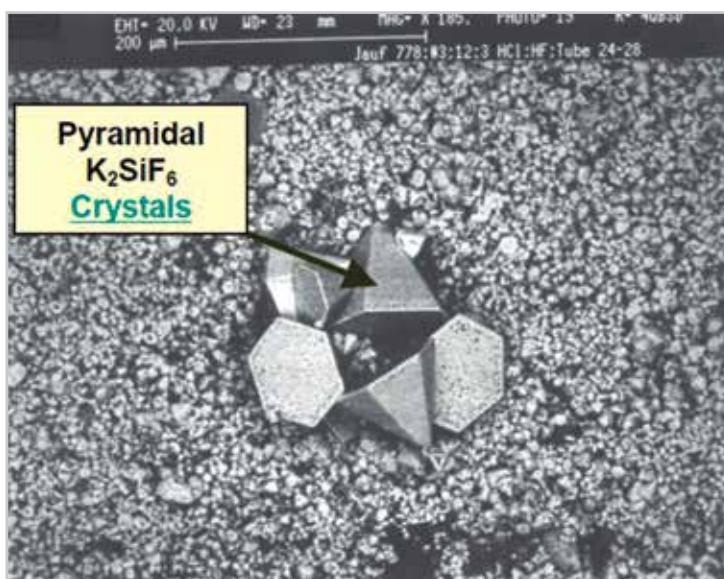
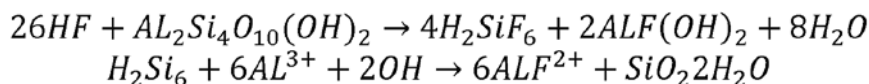


Figura 4.1. Precipitación de cristal piramidal al reaccionar HCL:HF 12:3 al contacto con arenas.

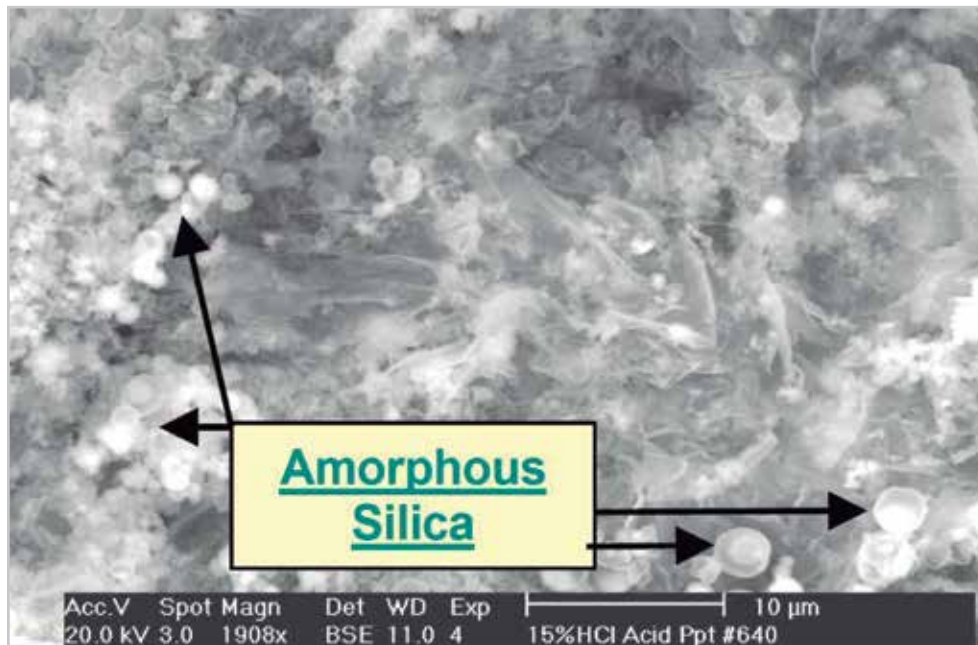


Figura 4.2. Silica amorfa generada al reaccionar HCL 15% al contacto con arenas.

Para probar la efectividad de este tratamiento en el campo Balam, debido a la falta de núcleos consolidados en esta formación, se llevaron a cabo las pruebas de compatibilidad pertinentes entre el aceite y los sistemas para garantizar

que no se generara un daño a la formación, **Figura 4.3**, con base en la normas API-RP-42, observando resultados satisfactorios, **Tabla 4.1**.

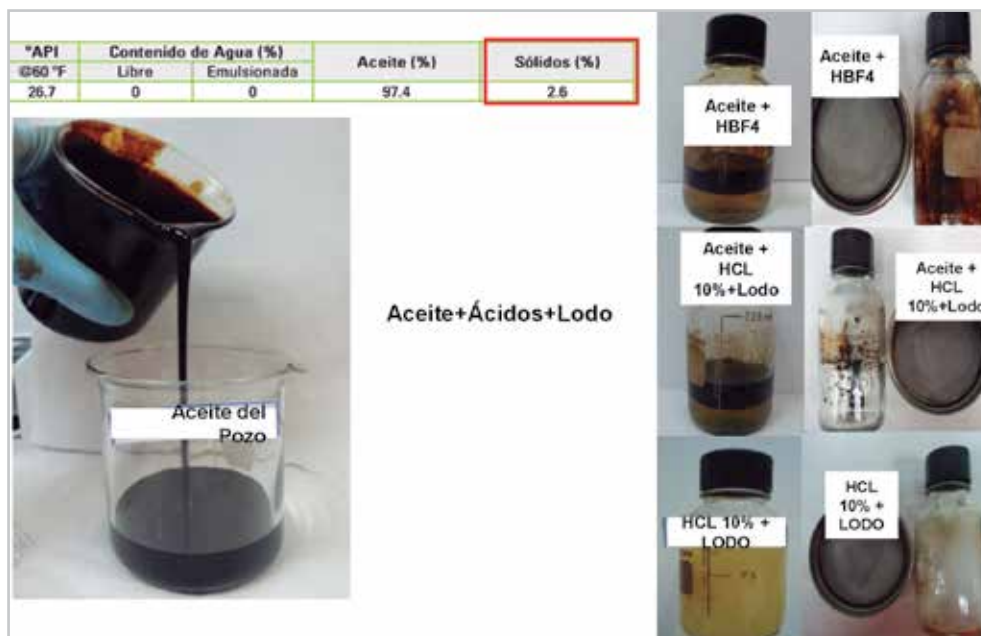


Figura 4.3. Pruebas de compatibilidad entre los sistemas empleados y aceite del campo Balam.

Tabla. 4.1. Resultados de pruebas de compatibilidad.

Sistema	MSR 10% HCl	RMA 12% HCl + 2% HF	Clay Acid H813
Relación	50:50	50:50	50:50
Tiempo de Rompimiento (min)	%	%	%
2	100	100	100
6	100	100	100
10	100	100	100
15	100	100	100
30	100	100	100
Claridad fase acuosa/oleosa	Clara	Clara	Clara
Sedimentos	Nada	Nada	Nada

Aplicación en campo

Tratamiento matricial para el control de finos

El historial de intervenciones del pozo revela taponamientos reiterados con finos de formación, que han sido atacados con diversas combinaciones de HCl-HF. La mineralogía de referencia obtenida muestra un porcentaje de caolinita e illita, arcillas migratorias que pueden puentearse en los cuellos porales, restringiendo así el movimiento del aceite y generando el consiguiente daño en formación. Por este motivo se planteó la necesidad de utilizar como preflujo HCl 10%, ácido de media potencia (12%HCl + 0.75%HF) como fluido principal de tratamiento, y un postflujo de Clay Acid, para asegurar la estabilización de finos in situ y evitar complicaciones similares a las de otros pozos del mismo campo.

A continuación se describe el tratamiento aplicado para acidificar la matriz con Clay Acid. Este tratamiento fue diseñado teniendo en cuenta el daño de la formación detectado en el campo Balam, como es la migración de finos.

1. Espaciador de cloruro de amonio (NH₄Cl). Es una sal compatible con el ácido fluorosilícico y desplaza los fluidos de formación fuera de la zona crítica de 3 a 5 pies cerca del pozo. Impide la precipitación de compuestos disueltos.

2. Prelavado. El HCl 10% disuelve cualquier material calcáreo presente en la formación y previene la precipitación de fluoruro de calcio (CaF₂). Por otra parte, separa el ácido fluorhídrico del agua salada en el yacimiento, y de esa

forma se impide la formación de precipitados dañinos, como fluorosilicatos de sodio o potasio, (H₂SiF₆).

3. Ácido de media potencia. (12% HCl+0.75% HF), disuelve los silicatos de aluminio presentes cerca del pozo, y de esa forma disminuye el daño causado por los residuos del lodo de perforación o de las arcillas de formación.

4. Espaciador de cloruro de amonio, (NH₄Cl). Desplaza el residuo de la reacción del ácido de media potencia e impide la precipitación de compuestos disueltos, sirve de espaciador con el Clay Acid.

5. Clay Acid: este ácido impide la dispersión de las partículas de arcilla, porque un producto de reacción secundaria (borato), actúa como el medio que hace que las arcillas se adhieran a la estructura de las rocas e impide su desestabilización y migración.

6. Desplazamiento de cloruro de amonio, (NH₄Cl). Desplaza el tratamiento hacia formación en la zona crítica de 3 a 5 pies cerca del pozo e impide la precipitación de compuestos disueltos.

Para garantizar que las reacciones químicas necesarias se produzcan dentro de la formación, se consideran otros dos factores:

1) El tiempo de permanencia del Clay Acid en la formación. Este tiempo se calcula teniendo en cuenta las temperaturas más bajas que resultan de la inyección del prelavado de solvente, HCl y 1/2 ácido de media potencia, y

2) La apertura del pozo. El tiempo de remojo permite controlar el movimiento de los fluidos del tratamiento, de manera tal que haya tiempo suficiente para que se produzcan las reacciones químicas y asegurar la estabilidad de las arcillas migratorias.

Resultados

Se identificó la principal causa del daño en formación y su repercusión en los equipos BEC debido a la naturaleza migratoria de la arcilla. Con base en pruebas de compatibilidad con aceite del pozo, se comprobó que los sistemas seleccionados no formaban emulsiones, porque

un producto de reacción secundaria (borato) actúa como el medio que hace que las arcillas se adhieran a la estructura de las rocas e impide su desestabilización y migración, por lo que los resultados esperados fueron alcanzados, como se observa en la estabilidad de los parámetros de las condiciones operativas del motor en fondo: corriente de fases, presión de succión, temperatura; así como los parámetros superficiales: presión y temperatura en cabeza, **Figura 5.1**, lo más importante es el incremento en producción, **Figura 5.2**, debido a la limpieza de los conductos porales y eficiente control de finos en fondo que redujo el número de intervenciones y mejoró el rendimiento del equipo de producción.

Figura 5.1. Condiciones operativas estables posteriores al tratamiento.

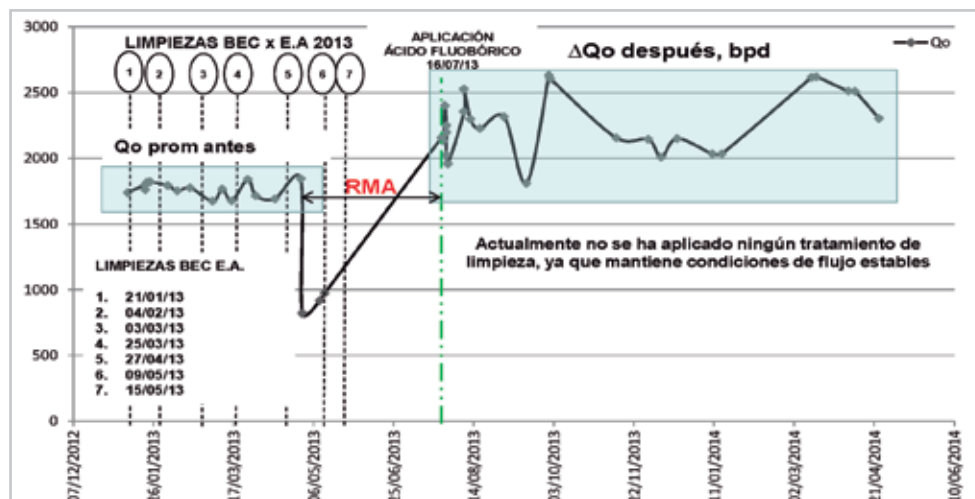
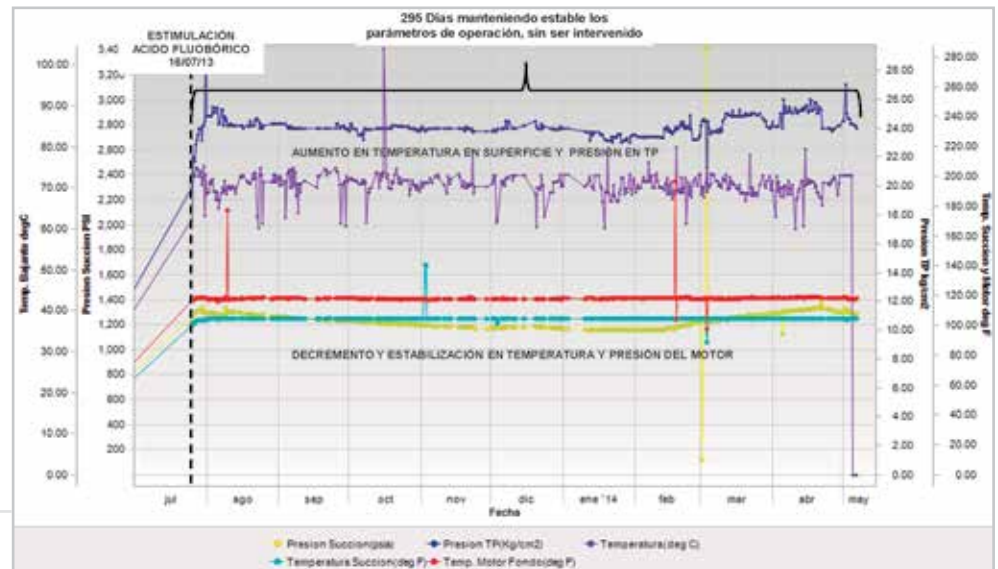


Figura 5.2. Aforos observó incremento y mantenimiento de producción posterior al tratamiento.

Conclusiones

Este trabajo presenta un caso de éxito en el campo Balam, en la formación Jurásico Superior Oxfordiano, que ha mostrado una problemática muy marcada de falla en los sistemas de producción con bombeo electrocentrífugo por arenamiento, el historial de intervenciones del pozo revela taponamientos reiterados con finos de formación, que anteriormente se venían corrigiendo con diversas combinaciones de HCl-HF, como se ha señalado.

El campo Ek-Balam representa un área de oportunidad en cuanto a incorporación de producción se refiere, la problemática de producción de arena del campo es compleja y requiere de la aplicación de nuevas tecnologías y sistemas innovadores como el ácido fluobórico, (Clay Acid), para prevenir la migración de finos, provenientes de la formación JSO, el diferir producción y reducir el número de intervenciones de limpiezas. Por otro lado, la sinergia de trabajo necesaria ha conducido a formar grupos multidisciplinarios para visualizar y probar nuevas tecnologías, tal es el caso del grupo de estimulación de pozos del APC, que se ha trazado un compromiso para aplicar nuevas tecnologías que cumplan con un programa riguroso de pruebas previo a su aplicación en campo.

El uso de Clay Acid en el diseño de los tratamientos de matriz para el campo Balam ha permitido minimizar los problemas de daño de la formación provocados por la migración de finos, y estabilizar las tasa de producción del pozo por más de nueve meses.

El tiempo de permanencia del Clay Acid en la formación, así como la apertura controlada del pozo, cumplen una función muy importante en las reacciones químicas que tienen lugar en la formación, en lo que respecta a la estabilización de las arcillas.

Se identificó la principal causa del daño en formación y su repercusión en los equipos BEC debido a la naturaleza

migratoria de la arcilla. Con base en pruebas de compatibilidad con aceite del pozo se verificó que los sistemas seleccionados no formaran emulsiones y el diseño empleado fue exitoso para asegurar la estabilización de finos en sitio y obtener los resultados esperados.

Referencias

Al-Harbi, B.G., Al-Dahlan, M.N., Al-Khaldi, M.H. et al. 2013. Evaluation of Organic-Hydrofluoric Acid Mixtures for Sandstone Acidizing. Presentado en International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, marzo 26-28. IPTC-16967-MS. <http://dx.doi.org/10.2523/16967-MS>.

Ezeukwu, T., Thomas, R.L. y Gunnerod, T. 1998. Fines Migration Control in High-Water-Cut Nigerian Oil Wells: Problems and Solutions. Presentado en SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, febrero 18-19. SPE-39482-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/39482-MS>.

Thomas, R.L. y Crowe C.W. 1981. Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Sandstone Formations. J Pet Technol 33 (8): 1491-1500. SPE-7566-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/7566-PA>.

Thomas, R.L., Nasr-El-Din, H.A., Lynn, J.D. et al. 2001. Precipitation During the Acidizing of a HT/HP Illitic Sandstone Reservoir in Eastern Saudi Arabia: A Laboratory Study. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, septiembre 30-octubre 3. SPE-71690-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/71690-MS>.

Wennberg, K.E., Vikane, O., Kotlar, H.K., et al. 2001. Successful Mud Acid Stimulations Maintain Productivity in Gravelpacked Wells at Heidrun. Presentado en SPE European Formation Damage Conference, La Haya, Países Bajos, mayo 21-22. SPE-68925-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/68925-MS>.

Semblanza de autores

Gabriel Álvarez Calderón de la Barca

Realizó estudios en Ingeniería Mecánica Electricista en la Universidad Nacional Autónoma de México. Posteriormente realizó estudios de Maestría en Ingeniería en la misma Universidad.

Inició su actividad profesional en el Instituto Mexicano del Petróleo del año 2000 al 2005, adscrito en el área de Perforación de pozos desempeñando actividades de control de calidad en el laboratorio de fluidos de perforación. En el periodo 2005-2006 colaboró como Ingeniero de campo en intervenciones a pozos para Pemex en la Región Sur, Activo el Castaño en los campos Jujo, Tecominoacán, Cárdenas y Jacinto; responsable en la ejecución de operaciones y toma de decisión en sitio durante las actividades de estimulación, controles de agua, controles de gas, disparos, limpiezas con TF y pesca.

Del período 2006 a la actualidad colabora en Petróleos Mexicanos en la Región Marina en el área de productividad de pozos como especialista de estimulación de pozos en proyectos del Activo de Producción Cantarell.

Benjamín García Montoya

Ingeniero Químico Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas (ESIQIE), del Instituto Politécnico Nacional en 1995.

Ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo donde laboró de 1997 hasta el 2005, en el área de estimulación de pozos, realizando diseños de tratamientos de estimulación para la Región Sur, Región Marina Suroeste y Región Marina Noreste.

Ingresó a Pemex, Región Marina Noreste, en 2005, y hasta el año 2008 trabajó como Ingeniero de diseño de terminación y reparación de pozos para el Activo Cantarell, y como Supervisor de operaciones de plataforma con la UONE en el 2009.

Actualmente trabaja en el grupo de productividad de pozos del Activo de Producción Cantarell como responsable del área de Estimulación a pozos y es responsable de otros proyectos como inhibición de incrustaciones para el campo Cantarell, desarrolló la tecnología de control de gas mediante gel espumado para YNF y actualmente desarrolla la tecnología para el control de agua en YNF.

Es par técnico en el consorcio de la Universidad de Heriot Watt de Edimburgo, para dar solución a la inhibición de incrustaciones en yacimientos naturalmente fracturados.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros en Ciudad del Carmen, Campeche y ha publicado varios artículos en congresos nacionales y en la SPE.